

Perencanaan Injeksi Kimia Untuk Meningkatkan Perolehan Minyak Menggunakan *Surfactant-Polymer Flooding*

Dedy Kristanto¹ dan Wibowo²

^{1, 2)} Jurusan Teknik Perminyakan, FTM - UPN "Veteran" Yogyakarta
Jl. SWK 104 (Lingkar Utara) Condongcatur, Yogyakarta 55283

Abstrak

Seiring dengan bertambahnya masa produksi suatu lapangan minyak, produktivitasnya akan semakin berkurang. Hal ini disebabkan bertambahnya jumlah minyak yang telah diproduksi dari reservoir, yang sangat berpengaruh terhadap berkurangnya energi reservoir alamiah (tekanan reservoir) yang diperlukan untuk mengalirkan minyak ke dalam sumur produksi. Untuk dapat memproduksi minyak setelah energi alamiah reservoir berkurang maka diperlukan teknologi pengurusan minyak tahap lanjut (Enhanced Oil Recovery - EOR). Untuk memilih salah satu teknologi EOR tersebut yang akan di implementasikan di suatu reservoir diperlukan pekerjaan awal yang disebut Screening EOR dengan menggunakan standart evaluasi yang normal digunakan di kalangan industri minyak. Injeksi kimia adalah salah satu metode pengurusan minyak tahap lanjut dengan menambahkan zat-zat kimia ke dalam reservoir dengan jalan injeksi. Penambahan zat-zat kimia ini bertujuan untuk merubah sifat fisik dari batuan terhadap fluida reservoirnya, seperti menurunkan tegangan antar muka dan menaikkan viskositas. Injeksi kimia ini memiliki prospek yang baik pada reservoir-reservoir yang telah sukses dilakukan injeksi air (waterflooding), selain itu injeksi kimia ini memiliki nilai ekonomis yang tinggi. Disamping itu, terdapat beberapa faktor yang dapat mempengaruhi keberhasilan dari injeksi kimia ini yaitu temperatur, jenis reservoir dan permeabilitas. Injeksi kimia menggunakan Surfactant-Polymer pada penelitian ini dapat meningkatkan efisiensi pendesakan dan efisiensi penyapuan sehingga perolehan minyaknya meningkat sekitar 12,89% setelah waterflooding dan/atau 68,27% dari jumlah cadangan minyak mula-mula (OOIP) di reservoir.

Abstract

Unanimously with increasing of production life time of the oil field, the productivity of the field will be decreased. This, due to increasing of the cumulative oil production that could be recovered from the reservoir, hence will be affected to decreasing of the reservoir pressure required to flow the fluid from its reservoir into production well. To produce the oil after the natural energy from that reservoir was depleted then required enhanced oil recovery (EOR) technology. To choose once of these enhanced oil recovery methods which will be implemented in the oil reservoir required preliminary work called Screening EOR by evaluation standard used in oil industry. Chemical injection is once of the enhanced oil recovery methods using chemical additives that inject into reservoir. The addition of chemical additives is purpose to change the reservoir rock to fluid properties, such as decreasing interfacial tension and increasing viscosity. Chemical injection has good prospects implemented into reservoirs where the waterflooding has been conducted, besides that chemical injection also has the high economical prospect. Some factors affecting on the success of chemical injection are temperature, reservoir types and permeability. Chemical injection using surfactant-polymer in this research could increase displacement and sweep efficiencies, hence the oil recovery could be improved 12.89% after waterflooding implemented and/or 68.27% from original oil in place of the reservoir.

Keywords: Chemical Injection, Surfactant-Polymer, Enhanced Oil Recovery

Pendahuluan

Pada awal produksi suatu reservoir, umumnya produksi minyak dan gas bumi terjadi dengan bantuan energi alamiah (*natural flow*), yaitu produksi yang terjadi karena daya dorong tenaga alam atau dapat pula karena pengangkatan buatan (*artificial lift*) atau dengan bantuan pompa. Apabila masih banyak minyak di dalam reservoir yang belum terangkat ke permukaan maka sebelum produksi secara alamiah yang ekonomis

berakhir atau bisa pada awal kehidupan suatu reservoir digunakan metode injeksi kimia (*chemical flooding*) untuk meningkatkan perolehan minyaknya, sebab injeksi kimia dapat meningkatkan efisiensi penyapuan dan efisiensi pendesakan sehingga perolehan minyaknya dapat meningkat sekitar 60% dari jumlah cadangan mula-mula di reservoir.

Injeksi kimia adalah salah satu metode pengurusan minyak tahap lanjut dengan menambahkan zat-zat kimia ke dalam reservoir dengan jalan injeksi. Penambahan zat-zat

kimia ini bertujuan untuk merubah sifat fisik dari fluida reservoirnya, yaitu menurunkan tegangan antar muka. Apabila tegangan antar muka memiliki nilai yang besar maka mobilitas minyak di reservoir akan berkurang sehingga perolehan minyak pada Primary Recovery maupun Secondary Recovery akan berdampak pada laju produksi yang menurun.

Injeksi kimia ini memiliki prospek yang baik pada reservoir-reservoir yang telah sukses dilakukan injeksi air (*waterflooding*), selain itu injeksi kimia ini memiliki nilai ekonomis yang tinggi. Disamping itu, ada beberapa faktor yang dapat mempengaruhi keberhasilan dari injeksi kimia ini seperti temperatur, jenis reservoir, dan permeabilitas. Pada umumnya injeksi kimia di klasifikasikan menjadi tiga jenis, yaitu Injeksi *Alkaline*, Injeksi *Polymer*, dan Injeksi *Surfactant*. Seiring dengan perkembangan penelitian ditemukan kombinasi antara Injeksi *Polymer* dengan Injeksi *Surfactant* yang lebih dikenal dengan *Micellar-Polymer Flooding*. Dalam hal ini *micellar-polymer flooding* memiliki tingkat perolehan yang lebih tinggi dibanding dengan ketiga jenis injeksi kimia yang lainnya.

Tujuan utama dari core flooding test di laboratorium ini adalah untuk menentukan perkiraan perolehan minyak yang akan dihasilkan dari penggunaan injeksi Surfactant-Polymer. Beberapa skenario injeksi akan dilakukan untuk memperoleh kenaikan perolehan minyak yang optimal. Untuk mencapai tujuan tersebut maka lingkup pekerjaan yang dilakukan meliputi pengukuran tegangan antar muka larutan Surfactant pada berbagai konsentrasi dan minyak, pengukuran rheologi Polymer, penyiapan batuan reservoir serta pengujian core flooding.

Material Yang Digunakan

Dalam pengujian injeksi kimia berdasarkan core flooding test ini diperlukan beberapa material atau bahan kimia Surfactant dan Polymer, serta percontoh air formasi, minyak dan batuan reservoir. Bahan bahan tersebut adalah :

- Surfactant yang digunakan adalah Surfactant tipe SS-B8020, larut dalam air dengan pH antara 5-8, kandungan aktif 50%.
- Polymer yang digunakan adalah HYBOMAX 4785
- Percontoh minyak diambil dari Lapangan minyak "Y"
- Air yang digunakan untuk injeksi merupakan air formasi dari sumur "X"
- Percontoh batuan formasi diambil dari sumur "X" dengan kedalaman antara 1562.88-1563.70 m yang merupakan reservoir batupasir (*sandstone*).

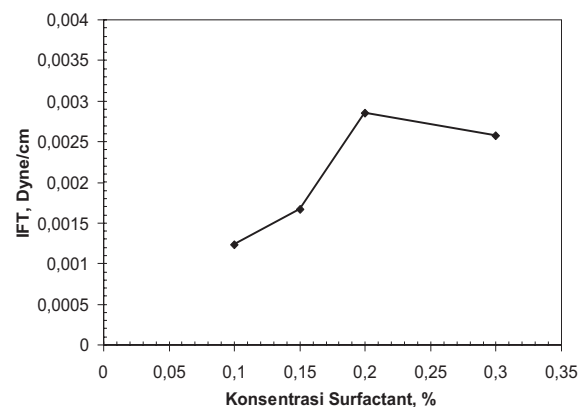
Pengukuran Interfacial Tension

Surfactant SS-B8020 dilarutkan dalam air formasi yang diambil dari sumur "X" dengan variasi konsentrasi. Selain itu juga dilakukan uji ketahanan

terhadap temperatur dan diperoleh hasil bahwa Surfactant tersebut ternyata tidak mengalami kerusakan pada kondisi temperatur reservoir (104,4 °C). Hasil pengukuran interfacial tension ditunjukkan pada Table 1 dan Gambar 1.

Tabel 1. Hasil Pengukuran Interfacial Tension (IFT)

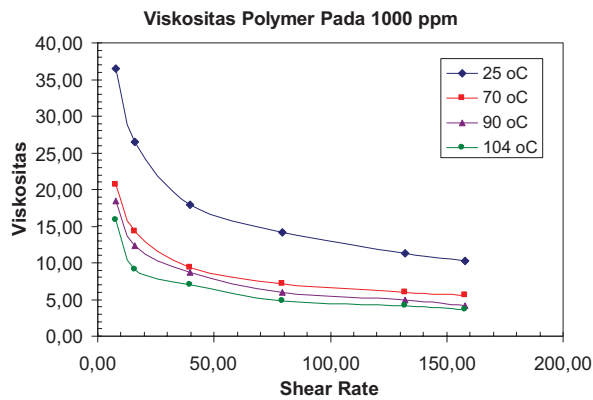
Jenis Surfactant	Konsentrasi (%)	IFT Dyne/cm
SS-B8020	0,10	0,001381
		0,001230
		0,001130
SS-B8020	0,15	0,001621
		0,001670
		0,001640
SS-B8020	0,20	0,002852
		0,002761
		0,002815
SS-B8020	0,30	0,002628
		0,002578
		0,002308



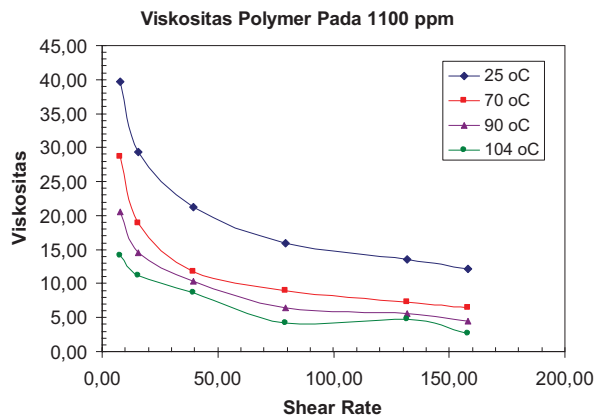
Gambar 1. Plot Hasil Pengukuran Interfacial Tension

Rheology Polymer

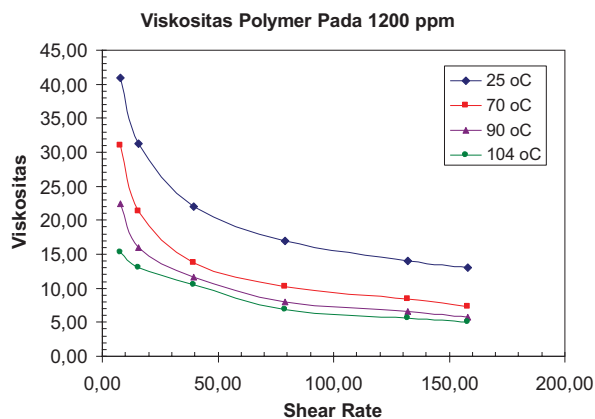
Polymer HYBOMAX 4785 dirancang untuk tahan sampai kondisi temperatur di atas 100 °C. Selain dilakukan pengamatan rheology juga dilakukan uji ketahanan terhadap temperatur, dimana Polymer diukur viskositanya sebelum dan sesudah dipanaskan sampai 220 °F. Tabel 2 adalah hasil pengukuran viskositas Polymer pada temperatur 25 °C, 70 °C, dan 90 °C. Sedangkan harga pada temperatur 104 °C merupakan hasil extrapolasi pengukuran tersebut. Hasil pengukuran rheology polymer tersebut ditunjukkan pada Gambar 2 sampai Gambar 4.



Gambar 2. Plot Viskositas Polymer Pada Konsentrasi 1000 ppm



Gambar 3. Plot Viskositas Polymer Pada Konsentrasi 1100 ppm



Gambar 4. Plot Viskositas Polymer Pada Konsentrasi 1200 ppm

Tabel 2. Hasil Pengukuran Rheology Polymer

RPM	Shear Rate	25 oC	70 oC	90 oC	104 oC	PPM
6	7,92	36,50	20,70	18,50	15,78	1000
12	15,80	26,50	14,30	12,40	9,09	
30	39,60	17,90	9,40	8,65	7,06	
60	79,20	14,20	7,15	6,02	4,85	
100	132,00	11,30	6,00	4,91	4,10	
120	158,00	10,30	5,56	4,18	3,58	1100
6	7,92	39,70	28,70	20,50	14,05	
12	15,80	29,40	18,80	14,60	11,24	
30	39,60	21,20	11,70	10,30	8,69	
60	79,20	16,00	9,00	6,37	4,13	
100	132,00	13,50	7,22	5,60	4,74	
120	158,00	12,20	6,49	4,44	2,60	1200
6	7,92	41,00	31,00	22,50	15,27	
12	15,80	31,20	21,30	16,00	13,03	
30	39,60	22,00	13,80	11,65	10,54	
60	79,20	17,00	10,30	7,97	6,82	
100	132,00	14,00	8,45	6,56	5,62	
120	158,00	13,00	7,31	5,75	5,00	

Percontoh Minyak

Percontoh minyak telah dilakukan pengukuran viskositas pada berbagai harga temperatur, juga pada temperatur reservoirnya (104,4 °C). Hasil pengukuran tersebut ditunjukkan pada Tabel 3.

Tabel 3. Hasil Pengukuran Viskositas Minyak

RPM	Shear Rate	70 oC		90 oC		104 oC	
		Vis (cp)	Torque (%)	Vis (cp)	Torque (%)	Vis (cp)	Torque (%)
6	7,92	9,30	1,90	2,80	0,50	3,75	0,80
12	15,80	7,40	2,80	3,20	1,20	2,40	1,80
30	39,60	6,60	6,60	3,70	3,70	3,15	3,20
60	79,20	6,10	12,10	3,65	7,40	3,08	6,10
100	132,00	6,09	20,40	3,82	12,70	3,30	22,00
120	158,00	6,09	24,30	3,84	15,30	3,24	13,00

Persiapan Core Plug

Percontoh core dibor untuk menghasilkan core plug dengan ukuran panjang sekitar 3 inchi dan diameter 1,5 inchi. Dua core plug akan digunakan dalam percobaan ini dimana data-data selengkapnya ditunjukkan pada Tabel 4.

Tabel 4. Data Petrofisik Core Plug

Core No.	Length (cm)	Diameter (cm)	Bulk Volume (cc)	Grain Volume (cc)	Pore Volume (cc)	Bulk Density (gr/cc)	Grain Density (gr/cc)	Porosity (%)	Gas Permeability (mD)
1	8,05	3,83	92,96	72,20	20,76	2,05	2,64	22,34	2405,00
2	7,39	3,83	85,03	63,60	21,43	1,99	2,66	25,20	1653,17

Pengujian Core Flooding

Percobaan pengujian core flooding menggunakan injeksi Surfactant-Polymer dilakukan setelah selesai tahapan waterflooding (secondary recovery). Secara rinci kronologis pendesakan Surfactant-Polymer adalah:

- Resaturasi core dengan air formasi ($S_w = 100\%$)
- Lakukan injeksi minyak sampai air tidak keluar lagi dari core (Soi dan S_{wc})
- Injeksikan air dan hitung produksi minyak, hentikan setelah minyak tidak keluar lagi (Sor dan S_w)
- Injeksikan Surfactant dan Polymer sesuai dengan skenario yang dibuat, hitung pertambahan produksi minyak.

Pengujian Core Flooding-1

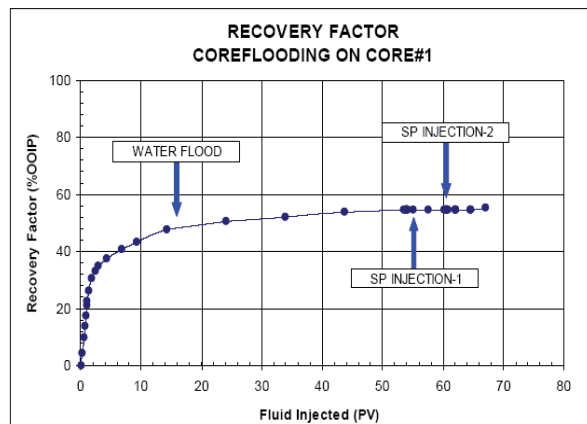
Skenario injeksi kimia pada perencanaan berdasarkan percobaan di laboratorium ini telah dirancang dengan konsentrasi masing-masing 1000 ppm Surfactant sebanyak 0,3 volume pori diikuti dengan 1200 ppm Polymer sebanyak 0,3 volume pori. Hasil dari injeksi ini kurang baik. Maka injeksi diulang dengan konsentrasi 1500 ppm Surfactant sebanyak 0,3 volume pori dan 1200 ppm Polymer sebanyak 0,3 volume pori. Hasil dari pengulangan injeksi ini juga kurang baik. Hasil lengkap dari percobaan ini ditunjukkan pada Tabel 5 dan Tabel 6, sedangkan kronologi injeksi dapat dilihat pada Gambar 5 dan Tabel 7.

Tabel 5. Hasil Pengujian Core Flooding-1

Core No.	OOIP (cc)	RF Waterflood (cc)	RF Chemical Flood-1 (%)	RF Chemical Flood-2 (%)
1	10,85	5,90	54,39	0,00

Tabel 6. Perubahan Sifat Fisik Batuan Core Flooding-1

Core No.	K_a (mD)	K_w (mD)	$K_o@S_{wc}$ (mD)	$K_w@Sor1$ (mD)	$K_w@Sor2$ (mD)	$K_w@Sor3$ (mD)
1	2405,00	614,35	325,68	62,64	30,29	16,23



Gambar 5. Plot Hasil Pengujian Core Flooding-1

Tabel 7. Data Hasil Injeksi Surfactant-Polymer Core Flooding-1

L = 8.052 cm D = 3.834 cm A = 11.539 cm ²					
$\phi = 22.340\%$ $\mu_{siw} = 0.779\text{ cp}$					
FLUID INJECTION	FLUID INJECTED PV	RECOVERY FACTOR % OOIP	WATER CUT %	DP (psi)	Interstitial Velocity (cm/minute)
Synthetic	0.00	0.00	0.00	0.00	0.27
Water	0.10	0.00	0.00	0.80	0.27
Injection	0.33	4.42	0.00	0.80	0.27
	0.81	9.95	0.00	0.80	0.27
	0.73	13.64	0.00	0.80	0.27
	0.89	17.32	0.00	2.10	0.30
	1.03	21.01	0.00	2.10	0.30
	1.16	22.39	0.00	1.90	0.30
	1.33	26.08	0.00	2.80	0.30
	1.88	30.68	95.58	2.00	0.30
	2.45	32.99	97.90	1.10	0.30
	3.02	34.83	98.31	0.80	0.33
	4.36	37.60	98.92	0.60	0.33
	6.90	40.82	99.34	3.00	0.33
	9.41	43.12	99.52	3.80	0.44
	14.38	47.73	99.52	3.60	0.53
	24.10	50.50	99.85	4.00	0.53
	33.85	51.88	99.93	3.80	0.61
	43.68	53.91	99.89	3.90	0.73
	53.50	54.37	99.98	3.90	0.73
SP Injection-1	53.80	54.37	100.00	1.00	0.27
Followed by	53.94	54.37	100.00	6.10	0.27
Water Injection	53.99	54.37	100.00	6.00	0.27
	54.01	54.37	100.00	6.10	0.27
	54.04	54.37	100.00	6.00	0.27
	54.10	54.37	100.00	6.00	0.27
	55.13	54.37	100.00	2.80	0.27
	57.67	54.37	100.00	4.20	0.30
	60.18	54.37	100.00	3.70	0.33
SP Injection-2	60.48	54.55	99.68	2.70	0.27
Followed by	60.51	54.55	100.00	2.10	0.27
Water Injection	60.58	54.55	100.00	3.70	0.27
	60.65	54.55	100.00	5.10	0.27
	60.72	54.55	100.00	6.60	0.27
	60.78	54.55	100.00	6.20	0.27
	62.05	54.61	99.97	4.40	0.27
	62.05	54.61	99.97	5.00	0.27
	62.05	54.61	99.97	5.00	0.27
	62.05	54.61	99.97	5.30	0.27
	64.58	54.71	99.98	5.50	0.27
	64.58	54.71	99.98	6.10	0.27
	64.58	54.71	100.00	6.00	0.27
	67.16	55.17	100.00	5.80	0.27

Pengujian Core Flooding-2

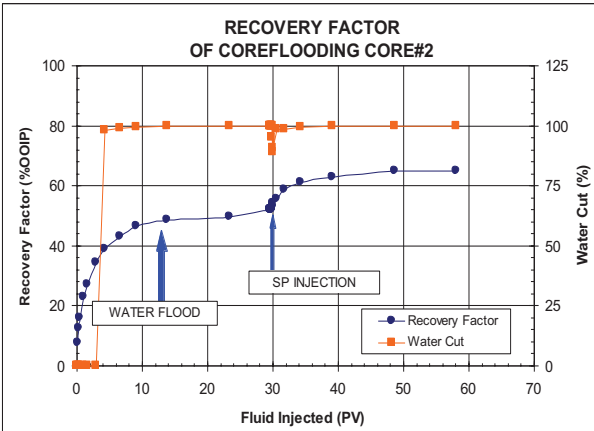
Untuk memperbaiki hasil injeksi telah dilakukan modifikasi, dimana injeksi Surfactant dilakukan dengan konsentrasi 3000 ppm sebanyak 0,3 volume pori dan diikuti dengan injeksi Polymer dengan konsentrasi 1000 ppm sebanyak 0,2 volume pori. Hasil dari injeksi ini telah menaikkan recovery factor sebesar 12,89%. Hasil lengkap dapat dilihat pada Tabel 8 dan Tabel 9. sedangkan kronologi injeksi dan water cut dapat dilihat pada Gambar 6 dan Tabel 10.

Tabel 8. Hasil Pengujian Core Flooding-2

Core No.	OOIP (cc)	RF Waterflood (cc)	RF Chemical Flood (%)
2	11,63	6,44	55,38

Tabel 9. Perubahan Sifat Fisik Batuan Core Flooding-2

Core No.	K_a (mD)	K_w (mD)	$K_o@S_{wc}$ (mD)	$K_w@Sor1$ (mD)	$K_w@Sor2$ (mD)
2	1653,17	276,77	198,08	61,51	27,68



Gambar 6. Plot Hasil Pengujian Core Flooding-2

Tabel 10. Data Hasil Injeksi Surfactant-Polymer Core Flooding-2

L = 7.385 cm ϕ = 25.200 % D = 3.828 cm μ_{siw} = 0.779 cp A = 11.503 cm ²					
FLUID INJECTION	FLUID INJECTED PV	RECOVERY FACTOR % OOIP	WATER CUT %	DP (psi)	Interstitial Velocity (cm/minute)
Synthetic	0.00	0.00	0.00	2.70	0.24
Water Injection	0.13	7.74	0.00	2.70	0.24
	0.29	12.55	0.00	2.70	0.24
	0.51	15.99	0.00	2.70	0.24
	1.08	22.87	0.00	2.80	0.24
	1.65	27.17	0.00	2.80	0.29
	2.94	34.47	0.00	2.70	0.29
	4.24	38.77	98.21	2.70	0.29
	6.66	43.07	99.04	2.70	0.29
	9.07	46.51	99.22	2.70	0.29
	13.86	48.66	99.76	2.70	0.47
	23.35	49.52	99.95	2.70	0.62
	29.53	52.10	99.77	2.60	0.62
SP Injection-1	29.55	52.10	100.00	2.70	0.12
Followed by Water Injection	29.57	52.10	100.00	2.60	0.12
	29.59	52.10	100.00	2.50	0.12
	29.63	52.10	100.00	2.50	0.12
	29.63	52.10	100.00	2.40	0.12
	29.70	52.10	100.00	2.40	0.12
	29.75	52.10	100.00	2.20	0.12
	29.79	52.10	100.00	2.20	0.12
	29.82	52.10	100.00	2.10	0.12
	29.83	52.10	100.00	4.20	0.12
	29.85	52.10	100.00	4.20	0.12
	29.86	52.10	100.00	4.20	0.12
	29.86	52.10	100.00	4.20	0.12
	29.91	52.53	95.24	4.70	0.12
	29.93	52.96	88.89	5.10	0.12
	29.95	52.96	100.00	5.20	0.12
	30.03	54.24	90.63	5.40	0.12
	30.56	55.53	98.70	1.60	0.12
	31.77	58.54	98.65	1.60	0.12
	34.32	61.12	99.45	1.60	0.12
	39.15	62.84	99.81	5.20	0.29
	48.61	64.99	99.88	6.00	0.29
	58.10	64.99	100.00	6.00	0.47

Kondisi Surfactant Setelah Core Flooding

Larutan Surfactant SS B8020 setelah digunakan untuk core flooding test pada berbagai konsentrasi (0,1 - 0,3 %) ditampung kembali pada baker glass kemudian didiamkan selama 7 (tujuh) hari pada kondisi temperatur reservoir untuk melihat perubahan kondisi fisik cairan

Surfactant tersebut. Dari hasil pengamatan terlihat bahwa kondisi cairan Surfactant SS B8020 tidak mengalami perubahan warna (tetap jernih) dan relatif mempunyai kondisi yang sama seperti sebelum diinjeksikan ke dalam core plug serta tidak terjadi penggumpalan partikel (particel suspended), seperti ditunjukkan pada Gambar 7. Hal ini menunjukkan bahwa Surfactant SS B8020 tidak menyebabkan terjadinya penyumbatan (plugging) pada pori-pori core plug (batuan reservoir).



Gambar 7. Kondisi Larutan Surfactant Setelah Core Flooding-2 Test. (Atas) Surfactant SS B8020 Konsentrasi 0,3 % Dibandingkan Dengan Jenis Lain; (Bawah) Surfactant SS B8020 Konsentrasi 0,1-0,2 % Setelah Core Flooding Test

Kesimpulan dan Saran

1. Hasil pengukuran properti Surfactant dan Polymer menunjukkan hasil yang baik untuk digunakan sebagai bahan injeksi untuk meningkatkan recovery factor.
2. Injeksi Surfactant - Polymer dengan konsentrasi 3000 ppm dan 1000 ppm masing-masing sebanyak 0,3 volume pori dan 0,2 volume pori menghasilkan peningkatan perolehan minyak sebanyak 12,89%.
3. Penggunaan Surfactant SS B8020 sebagai fluida injeksi tidak menyebabkan terjadinya penyumbatan (plugging) pada pori-pori batuan reservoir.

4. Perlu dilakukan variasi konsentrasi surfactant dan polymer agar didapatkan komposisi yang lebih optimal.
5. Agar diperoleh peningkatan minyak yang lebih optimal maka perlu dilakukan penelitian yang lebih lanjut.

Ucapan Terima Kasih

Penulis mengucapkan terima kasih dan penghargaan yang tulus kepada PT. Petroleum Nusantara Energy yang sudah memberikan bantuan pendanaan penelitian ini dan PPPTMGB “Lemigas” Jakarta yang telah membantu dalam melakukan kajian serta penggunaan fasilitas yang ada di laboratorium sehingga penelitian ini dapat terlaksana dengan baik dan lancar.

Daftar Notasi

Ka	= permeabilitas absolut, mD
Kw	= permeabilitas efektif air, mD
Ko	= permeabilitas efektif minyak, mD
Swc	= saturasi air connate, fraksi
Sor	= saturasi minyak sisa, fraksi
PV	= pore volume, cc
L	= panjang core, cm
D	= diameter core, cm
A	= luas penampang core, cm ²
P	= tekanan, psi
φ	= porositas core, fraksi
μ	= viskositas fluida, cp

Daftar Pustaka

Anderson, A.G., "Simulation of Chemical Flood EOR Processes Including the Effects of Reservoir

Wettability", a Thesis for Degree of Master of Science in Engineering, The University of Texas, Austin, May 2006.

- Berger, D. and Lee, C.H., "Ultra-low Concentration Surfactants for Sandstone Floods" SPE 75186, SPE/DOE Improved Symposium, Tulsa, Oklahoma, April 13-17, 2002.
- Carcoana, A., "Applied Enhanced Oil Recovery", Englewood Cliffs, Prentice Hall, New Jersey, 1992.
- Chang, H.L., "Polymer Flooding Technology: Yesterday, Today and Tomorrow", SPE 7043, Central Expwy, Dallas, Texas, 1978.
- Green, D.W. and Willhite, G.P., "Enhanced Oil Recovery", SPE-Text Book Series, Richardson, Texas, 1998.
- Gomma, E.E., "Enhanced Oil Recovery: Microbiology, Gas Injection, Chemical Injection, Thermal and Practical Aspects", Society of Indonesian Petroleum Engineers, Yogyakarta, 1995.
- Goddard, William, A, Yongchun, T., "Lower Cost Methods for Improved Oil Recovery (IOR) Via Surfactant Flooding", Final Report, California Institute of Technology, Sept.2001-Sept.2004.
- Kristanto, D., "Pengenalan Metode Produksi Tahap Lanjut", Jurusan Teknik Perminyakan, Fakultas Teknologi Mineral, UPN "Veteran" Yogyakarta, 2005.
- Shen, P, Zhu, B, Li, X, and Wu, Y.S., "The Influence of Interfacial Tension on Water/Oil Two-Phase Relative Permeability", SPE 95405, SPE/DOE Symposium on IOR, Tulsa, Oklahoma, April, 22-26, 2006.
- Wang Z, Zhao F, Lushan W, and Jiyong L., "Surfactant Oil Displacement System in High Salinity Formations: Research and Application" SPE 70047, SPE Permian Oil and Gas Recovery Conference, Midland-Texas, May 15-16, 2001.
- , "A Framework to Design and Optimize Chemical Flooding Processes", University of Texas, Austin, Texas, June 23, 2005.
- , "Laboratory Surfactant-Polymer Flooding by Core Flooding Test", PPPTMGB "Lemigas" Jakarta, 2006.